

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

Консолидированная отчетность за годы, оканчивающиеся
31 декабря 2001 и 2000
Отчет независимой аудиторской фирмы

Акционерам ОАО «Нефтяная Компания «Роснефть»:

Мы провели аудит прилагаемых консолидированных балансов российского открытого акционерного общества «Нефтяная Компания «Роснефть» (далее «Компания») и его дочерних предприятий по состоянию на 31 декабря 2001 и 2000 гг. и соответствующих консолидированных отчетов о прибылях и убытках, об изменениях в акционерном капитале и движении денежных средств за 2001 и 2000 гг. Ответственность за подготовку данной отчетности несет руководство Компании. Наша обязанность заключается в том, чтобы высказать мнение о данных консолидированных отчетах на основе проведенной аудиторской проверки.

Мы провели аудит в соответствии с Международными Стандартами Аудита. Эти стандарты предусматривают, что аудитор планирует и проводит проверку с тем расчетом, чтобы удостовериться, что консолидированная финансовая отчетность не содержит существенных искажений. Аудит включает проверку на выборочной основе первичных документов, подтверждающих цифры и примечания в консолидированной финансовой отчетности. Аудит также включает оценку применяемых принципов бухгалтерского учета, значительных предположений руководства и принципов составления консолидированной финансовой отчетности в целом. Мы полагаем, что проведенный аудит дает достаточно оснований для нашего заключения.

По нашему мнению, которое основывается на результатах проведенной нами аудиторской проверки, настоящая консолидированная финансовая отчетность достоверно отражает, во всех существенных аспектах, финансовое состояние Компании и дочерних предприятий по состоянию на 31 декабря 2001 и 2000 гг., финансовые результаты и движение денежных средств за 2001 и 2000 гг. в соответствии с общепринятыми принципами бухгалтерского учета США.

Москва, РФ

АРТУР АНДЕРСЕН ЗАО (подпись по оригиналу)

31 Мая 2002 года

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

	31	2001	2000
()
		<u>2001</u>	<u>2000</u>
:			
Денежные средства	3	127 374	75 980
Краткосрочные финансовые вложения	4	290 834	99 609
Дебиторская задолженность, за вычетом резерва по сомнительной задолженности на сумму 83 883 и 84 530, соответственно	5	345 422	258 651
Товарно-материальные запасы	6	216 385	233 871
Расходы будущих периодов		99 578	59 316
		1 079 593	727 427
:			
Долгосрочные финансовые вложения	7	157 657	145 695
Основные средства, относящиеся к разведке и добыче нефти и газа	8	1 902 843	1 736 214
Прочие основные средства	9	891 604	830 464
Капитальные вложения	10	267 968	298 817
Прочие внеоборотные средства		876	5 983
		3 220 948	3 017 173
		4 300 541	3 744 600
:			
Кредиторская задолженность и резервы предстоящих расходов	11	327 353	352 034
Краткосрочные кредиты банков и краткосрочная часть долгосрочной задолженности	12	452 987	374 643
Задолженность по налогу на прибыль и прочим налогам	13	78 943	124 508
Прочая краткосрочная задолженность		5 852	-
		865 135	851 185
Расходы на рекультивацию земель	14	131 148	103 547
Задолженность по долгосрочным кредитам и обязательствам	12	456 941	123 577
Задолженность по отложенным налогам	16	99 066	94 690
Доля прочих акционеров в дочерних предприятиях		880 348	1 165 479
		2 432 638	2 338 478
:			
Обыкновенные акции (акции, выпущенные в обращение: 88,733,312 шт. для 2001 и 2000)	15	19 430	19 430
Привилегированные акции (акции, выпущенные в обращение: 1,446,047 шт. для 2001 и 2000)	15	247	247
Нераспределенная прибыль		1 848 226	1 386 445
		1 867 903	1 406 122
		4 300 541	3 744 600

Примечания к консолидированной финансовой отчетности являются неотъемлемой частью настоящей отчетности.

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

()

		<u>2001</u>	<u>2000</u>
Реализация нефти и газа		936 634	1 176 312
Реализация нефтепродуктов и услуг по переработке нефти		1 134 000	1 045 245
Вспомогательные услуги и прочая реализация		<u>251 823</u>	<u>245 216</u>
Итого	18	2 322 457	2 466 773
Себестоимость:			
Себестоимость реализации нефти и газа		156 409	181 907
Себестоимость реализации нефтепродуктов и услуг по переработке нефти		492 495	376 613
Себестоимость вспомогательных услуг и прочей реализации		<u>168 653</u>	<u>142 365</u>
Итого себестоимость		817 557	700 885
Коммерческие и административные расходы		386 279	502 032
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа		44 222	37 243
Износ, истощение и амортизация		274 249	222 364
Налоги, за исключением налога на прибыль		<u>201 991</u>	<u>200 327</u>
Итого		<u>1 724 298</u>	<u>1 662 851</u>
		598 159	803 922
()			
Проценты к получению		24 749	9 574
Проценты к уплате		(56 748)	(46 691)
Убыток от реализации основных средств		12 656	(115)
Прибыль от реализации доли инвестиций в других компаниях		282 160	466
Доля в прибыли зависимых предприятий		11 290	21 221
Прочие расходы, нетто		(110 027)	(46 466)
Доля прочих акционеров в дочерних предприятиях		(94 503)	81 845
Курсовые разницы		<u>20 740</u>	<u>(2 358)</u>
Итого прочие доходы		90 316	17 476
		688 476	821 398
Налог на прибыль	16	<u>(209 721)</u>	<u>(366 190)</u>
		478 755	455 208
Дивиденды объявленные по привилегированным акциям дочерних предприятий		<u>(16 974)</u>	(13 980)
		461 781	441 228
Базовая и развернутая прибыль на одну обыкновенную акцию (в долл. США)		<u>5.20</u>	<u>4.97</u>
Среднее число обыкновенных акций в обращении (в тыс. шт.)		<u>88 733</u>	<u>88 733</u>

Примечания к консолидированной финансовой отчетности являются неотъемлемой частью настоящей отчетности.

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

	2001	2000
	()
	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Корректировка для сопоставления чистой прибыли с денежными средствами, полученными от основной деятельности:		
Чистая прибыль	478 755	455 208
Операции в неденежной форме	(60 176)	(371 150)
Отрицательная курсовая разница, рассчитанная на остаток денежных средств	1 320	596
Износ, истощение и амортизация	274 249	222 364
Доходы от инвестиционной деятельности	(306 910)	(19 283)
Затраты, связанные с разведкой запасов нефти и газа	44 222	37 243
Убыток от выбытия и снижения стоимости активов	(12 656)	22 116
Снижение стоимости инвестиций	2 304	18 930
Увеличение задолженности по отложенным налогам	4 376	94 690
Доля в прибыли зависимых предприятий	(11 290)	(21 221)
(Уменьшение) резерва по сомнительной задолженности	(647)	(14 090)
Доля прочих акционеров в дочерних предприятиях	94 503	(81 845)
Проценты полученные	18 468	2 144
Дивиденды полученные	6 291	11 141
Изменения в операционных активах и пассивах:		
(Увеличение) дебиторской задолженности	(86 125)	(58 149)
Уменьшение (увеличение) товарно-материальных запасов	17 487	(86 954)
(Увеличение) уменьшение расходов будущих периодов	(40 262)	16 346
Увеличение кредиторской задолженности и резерва предстоящих расходов	58 436	75 287
(Уменьшение) задолженности по налогу на прибыль и прочим налогам	<u>(45 565)</u>	<u>(9 390)</u>
Чистые денежные средства, полученные от основной деятельности	436 780	293 983
Капитальные затраты и вложения в разведочное бурение	(397 495)	(285 307)
Средства от реализации основных средств	8 976	22 731
Приобретение краткосрочных финансовых вложений	(191 225)	(86 273)
Реализация краткосрочных финансовых вложений	-	13 687
Денежные средства, использованные для приобретения дополнительного участия в дочерних предприятиях	(400 973)	(90 704)
Реализация долгосрочных финансовых вложений	381 181	-
Приобретение долгосрочных финансовых вложений	<u>(101 996)</u>	<u>(23 314)</u>
Денежные средства, использованные в инвестиционной деятельности	(701 532)	(449 180)
Поступление краткосрочных кредитов	-	982 745
Выплата краткосрочных кредитов	(105 941)	(654 247)
Поступление долгосрочных кредитов	901 527	36 435
Выплата долгосрочных кредитов	(433 958)	(175 920)
Средства от реализации собственных акций дочерних предприятий	-	5 976
Дивиденды, выплаченные по обыкновенным акциям	(21 060)	(7 072)
Дивиденды, выплаченные по привилегированным акциям дочерних предприятий	<u>(23 102)</u>	<u>(7 224)</u>
Денежные средства, полученные от финансовой деятельности	317 466	180 693
Увеличение денежных средств	52 714	25 496
Денежные средства в начале года	75 980	51 080
Эффект от курсовых разниц	<u>(1 320)</u>	<u>(596)</u>
Денежные средства в конце года	<u>127 374</u>	<u>75 980</u>
Денежные средства, израсходованные на выплату процентов	63 713	35 686
Денежные средства, израсходованные на уплату налога на прибыль	216 695	170 364
Взаимозачеты по налогу на прибыль	-	110 214
Капитальные расходы по бартерным контрактам	(84 375)	(363 957)
Приобретение инвестиций и выплата кредитов по бартерным контрактам	-	(174 478)
Выбытие активов по бартерным контрактам	24 199	167 285

Примечания к консолидированной финансовой отчетности являются неотъемлемой частью настоящей отчетности.

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

()

	Обыкновенные акции	Привилегированные акции	Нераспределенная прибыль	Акционерный капитал
Остаток на 31 декабря 1999 г.	19 430	247	973 626	993 303
Чистая прибыль за год	-	-	455 208	455 208
Дивиденды объявленные по привилегированным акциям дочерних предприятий	-	-	(13 980)	(13 980)
Дивиденды по обыкновенным акциям	-	-	(28 409)	(28 409)
Остаток на 31 декабря 2000 г.	19 430	247	1 386 445	1 406 122
Чистая прибыль за год	-	-	478 755	478 755
Дивиденды объявленные по привилегированным акциям дочерних предприятий	-	-	(16 974)	(16 974)
Остаток на 31 декабря 2001 г.	19 430	247	1 848 226	1 867 203

1 _____

Основной деятельностью ОАО «Нефтяная Компания «Роснефть» (далее по тексту «Компания» или «Роснефть») и ее дочерних предприятий (далее по тексту «Группа») является разведка, добыча и реализация сырой нефти, а также производство, транспортировка и реализация нефтепродуктов в Российской Федерации и за рубежом. «Роснефть» учреждено как открытое акционерное общество 7 декабря 1995 года. Все активы и пассивы, ранее находившиеся под управлением предприятия «Роснефть», были переданы Компании по балансовой стоимости на дату учреждения вместе с правами собственности, принадлежавшими Правительству Российской Федерации (далее «Государство») в других приватизированных нефтегазовых предприятиях. Передача активов и пассивов была осуществлена в соответствии с Постановлением № 971 «О преобразовании государственного предприятия «Роснефть» в открытое акционерное общество «Нефтяная Компания «Роснефть» от 29 сентября 1995 года. Такая передача представляет собой реорганизацию активов, находящихся под контролем Государства, и поэтому для ее отражения берется балансовая стоимость. По состоянию на 31 декабря 2001 года в собственности Государства находилось 100,00% акций компании «Роснефть».

В таблице, приведенной ниже, перечислены дочерние предприятия ОАО «НК «Роснефть», включенные в консолидированную финансовую отчетность, с указанием принадлежащей ей доли в уставном капитале на 31 декабря 2001 года:

Название	Основная деятельность	Всего акций %	Голосующие акции %
ОАО «Роснефть- Пурнефтегаз»	Добыча нефти и газа	75,28	81,13
ОАО «Роснефть- Сахалинморнефтегаз»	Добыча нефти и газа	62,90	83,80
ОАО «Роснефть- Краснодарнефтегаз»	Добыча нефти и газа	50,91	59,17
ОАО «Роснефть- Ставропольнефтегаз»	Добыча нефти и газа	50,72	61,45
ОАО «Роснефть-Дагнефть»	Добыча нефти и газа	38,00	50,67
ОАО «Роснефть-Грознефтегаз»	Добыча нефти и газа	51,00	51,00
ОАО «Роснефть-Термнефть»	Добыча нефти и газа	38,00	50,67
ОАО «Роснефть-Сахалин»	Разведка месторождений	55,00	55,00
ОАО «Роснефть- Туапсинский НПЗ»	Производство нефтепродуктов	39,50	52,70
ОАО «Роснефть- Комсомольский НПЗ»	Производство нефтепродуктов	77,06	82,97
ОАО «МОПЗ-Нефтепродукт»	Производство нефтепродуктов	65,42	87,23

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

ОАО «АРТАГ»	Торговля нефтепродуктами	38,00	50,67
ОАО «Роснефть-Алтайнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	64,18	78,59
ОАО «Роснефть – Архангельскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	38,00	50,67
ОАО «Роснефть-Каббалкнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	38,00	50,67
ОАО «Роснефть-Кубаньнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	38,00	50,67
ОАО «Роснефть-Карачаево-Черкесскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	85,99	87,46
ОАО «Роснефть-Курганнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	38,00	50,67
ОАО «Роснефть-Мурманскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	38,00	50,67
ОАО «Роснефть-Находканефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	38,00	50,67
ОАО «Роснефть-Смоленскнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	38,00	50,67
ОАО «Роснефть-Туапсенефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	38,00	50,67
ОАО «Роснефть-Ямалнефтепродукт»	Торговля нефтепродуктами	49,52	49,52
<hr/>			
ОАО «Роснефть-Нефтекомплект»	Поставки нефтяного оборудования	38,00	50,67
ОАО «Роснефтеимпекс НК Роснефть»	Торговля нефтью и нефтепродуктами	38,00	50,67
ОАО «ЦКБ АСУ Нефтепродукт»	Поддержка программного обеспечения	38,00	50,67
ООО «СК Нефтеполис»	Страхование	99,20	99,20
ОАО «Всероссийский Банк Реконструкции и Развития для регионов России»	Банковские услуги	57,39	57,39
ОАО «Роснефть-Астра»	Разработка месторождений, производство и реализаций нефтепродуктов	99,00	99,00
ОАО «Роснефть-Финанс»	Финансовые услуги	46,50	46,50

Все вышеперечисленные акционерные общества зарегистрированы в Российской Федерации.

В течение 2001 года Компания увеличила долю своего участия в крупнейших дочерних предприятиях через серию сделок по приобретению дополнительной доли акций общей стоимостью 400,9 миллионов долларов. Данные сделки были отражены в учете в соответствии с методом приобретения. По некоторым сделкам доля Компании в чистых активах дочерних предприятий на дату приобретения превышала цену покупки на 37,7 миллионов долларов. Это превышение было отражено, при консолидации отчетности, как уменьшение стоимости основных средств, относящихся к добыче нефти и газа (в размере

« « »

2001 2000

24,9 миллионов долларов), и прочих основных средств (в размере 12,8 миллионов долларов) в соответствии с требованиями Комитета по принципам учета (далее «КПУ») Мнение № 16. По другим сделкам цена приобретения была ниже, чем приобретаемая доля в чистых активах дочерних предприятиях. Данные сделки были отражены на консолидированном уровне как увеличение основных средств, относящихся к добыче нефти и газа на 42,6 миллиона долларов и прочих основных средств – на 6,7 миллионов долларов. Таким образом, Компания начала выполнять все требования ПСФУ № 141 до даты обязательного применения.

В 2000 г. Компания увеличила долю своего участия в шести дочерних предприятиях путем покупки дополнительных акций на общую сумму 90,7 миллионов долларов США. Вышеуказанные сделки были отражены в бухгалтерском учете по методу покупки (приобретения). При этом на момент приобретения цена сделки была ниже на 40,9 миллионов долларов США, чем приобретаемая доля в чистых активах дочерних предприятий. В результате образована разница, которая в соответствии с Мнением № 16 Комитета по принципам учета («КПУ») была списана при консолидации за счет основных средств, относящихся к добыче нефти и газа.

-

В России происходят значительные политические, экономические и социальные изменения. Будучи страной с переходной экономикой, Россия пока не имеет достаточно развитой деловой и законодательной инфраструктуры, которая существует в странах с более развитой рыночной экономикой. В результате, как о том свидетельствует дефолт по государственным долгам и девальвация рубля в августе 1998 г., хозяйственная деятельность в России сопряжена со значительными рисками, которые обычно отсутствуют в странах с более развитыми рыночными отношениями. Эти риски сохраняются в современной российской экономике, что приводит, в частности, к таким результатам, как неконвертируемость национальной валюты за рубежом, обременительный валютный контроль, низкий уровень ликвидности на рынках долгосрочного кредитования и инвестиций, а также по-прежнему высокий уровень инфляции, хотя и с положительной динамикой к снижению по сравнению с 1998 годом (см. Примечание 2). В дополнение, по мере развития в России рыночных отношений, в последнее время был принят ряд новых законов в целях привлечения новых инвестиций и финансирования экономического роста.

Вследствие довольно высокого уровня цен на нефть в 2000 году и относительно стабильных цен в 2001 году, улучшения контроля над текущими активами и финансовыми средствами, а также улучшенной команды менеджеров, общее финансовое положение Компании улучшилось. Руководство Компании полагает, что отрицательные последствия кризиса, начавшегося в августе 1998 года, в настоящее время прекратили оказывать негативное воздействие на деятельность Компании. Руководству Компании представляется, что деятельность Компании в будущем будет более стабильной.

Прилагаемая консолидированная финансовая отчетность не содержит корректировок, которые могли бы быть внесены в результате разрешения рисков, связанных с неопределенностью экономической ситуации в России в будущем. Такие корректировки при необходимости будут отражены в консолидированной

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

финансовой отчетности по мере их проявления и возникновения возможности их количественной оценки.

Иностранные валюты, в особенности доллар США, играют значительную роль во многих экономических операциях в России. В таблице, приведенной ниже, дается сводная информация о курсах обмена рубля к доллару США:

<u>По состоянию на 31 декабря</u>	<u>Обменный курс</u>
2001 года	30,14
2000 года	28,16
1999 года	27,00

На 31 мая 2002 г. курс обмена рубля к доллару США составил 31,31.

Основной риск Компании, связанный с обменным курсом, относится к способности Компании платить по обязательствам, выраженным в долларах США. Для этого Компании необходимо поддерживать определенный уровень экспорта нефти и нефтепродуктов. В 2001 и 2000 гг. Компания экспортировала нефти и нефтепродуктов 67,68% и 74,63% от общей добычи нефти, соответственно.

Центральный Банк России установил жесткие правила проведения валютных операций для регулирования коммерческого использования рубля. Эти правила предполагают ограничение конвертации рубля в твердую валюту и устанавливают определенные требования в отношении конвертации валютной выручки в рубли.

До 1995 года российское правительство контролировало цены на нефть на внутреннем рынке. Эти цены были значительно ниже цен, сложившихся на мировом рынке на нефть аналогичного качества. В течение 1995 года правительство отменило государственный контроль над ценами на нефть. В течение 2001 года цены реализации Группой нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке составили примерно 52,00% и 79,00% от мировых цен (32,00% и 60,00% в течение 2000 года, соответственно).

2 _____

Компания и ее дочерние предприятия ведут бухгалтерский учет в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета («РСБУ»). Соответственно, требования к отчетности, предъявляемые для целей налогообложения, приводят к наличию значительных отклонений от Общепринятых принципов бухгалтерского учета США («ОПБУ США»)

Консолидированная финансовая отчетность за 2001 и 2000 гг. и по состоянию на 31 декабря 2001 и 2000 гг., подготовленная в соответствии с российскими стандартами бухгалтерского учета, была переложена для представления международным пользователям, причем в отчетность были внесены соответствующие поправки с целью приведения ее в соответствие с требованиями ОПБУ США.

В консолидированной отчетности отражены хозяйственные операции дочерних предприятий, в которых Компания владеет непосредственно или через другие компании более чем 50,00% обыкновенных голосующих акций и на которые оказывает существенное влияние. Все существенные сделки и задолженности между компаниями Группы были исключены. Вложения в другие значимые предприятия, в капитале которых доля Компании колеблется в пределах от 20,00% до 50,00%, отражены по методу участия в капитале и распределения прибылей и убытков. Вложения в прочие компании отражены по фактическим первоначальным затратам, скорректированным с учётом их обесценивания.

Финансовые вложения в Соглашение о Разделе Продукции «Сахалин 1» учитываются по методу участия в уставном капитале и распределения прибылей и убытков. Все расходы, понесенные в рамках данных проектов, отражаются по методу результативных затрат. Износ и амортизация капитализированных затрат, относящихся к доказанным запасам нефти и газа, начисляются по по-тонному методу добычи в разрезе месторождений, исходя из величины доказанных освоенных запасов.

ОАО «Роснефть-Финанс» и ОАО «Роснефть-Ямалнефтепродукт», представленные в консолидированной финансовой отчетности как дочерние предприятия Компании с долей владения менее 50,00%, однако при этом Компания осуществляет значительный контроль над операциями ОАО «Роснефть-Финанс» и ОАО «Роснефть-Ямалнефтепродукт».

По статье «Доля прочих акционеров в дочерних предприятиях» в консолидированном балансе отражается процент участия прочих акционеров в уставном капитале дочерних предприятий. Эта доля была определена на основании величины собственного капитала дочерних предприятий, определенной в соответствии с ОПБУ США. Фактическая рублевая величина, относящаяся к доле прочих акционеров в дочерних предприятиях, может отличаться от данной суммы. По состоянию на 31 декабря доля прочих акционеров в чистых активах дочерних предприятий Компании имела следующую структуру (в тысячах долларов США):

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

Название	2001		2000	
	Доли меньшинства %	Доли меньшинства в чистых активах	Доли меньшинства %	Доли меньшинства в чистых активах
ОАО «Роснефть- Пурнефтегаз»	24,72	212 196	62,00	490 326
ОАО «Роснефть- Сахалинморнефтегаз»	37,10	237 377	42,80	237 738
ОАО «Роснефть- Краснодарнефтегаз»	49,09	70 199	62,00	81 572
ОАО «Роснефть- Ставропольнефтегаз»	49,28	41 171	54,47	73 157
ОАО «Роснефть- Туапсенефтепродукт»	62,00	85 835	62,00	74 084
ОАО «Роснефть- Комсомольский НПЗ»	22,94	12 360	62,00	33 448
ОАО «Роснефть- Туапсинский НПЗ»	60,50	18 814	62,00	18 283
Прочие		202 396		156 871
Итого		880 348		1 165 479

Подготовка финансовой отчетности в соответствии с требованиями ОПБУ США требует использования информации, основанной на оценках руководства Компании. Это оказало влияние на определение величины некоторых статей актива и пассива бухгалтерского баланса на дату составления консолидированной финансовой отчетности, а также доходов и расходов за отчетный период. Реальные показатели могут отличаться от данных оценок.

Статьи финансовой отчетности, выраженные в рублях, были пересчитаны в доллары США в соответствии с требованиями Положения о стандартах финансового учета (далее «ПСФУ») № 52 «Пересчет показателей, выраженных в иностранной валюте» к учёту в условиях гиперинфляционной экономики. Целью данного пересчета является представление финансовой отчетности в том виде, как если бы бухгалтерский учёт вёлся в долларах США. В таблице ниже приведены данные о годовых индексах инфляции за четырехлетний период, оканчивающийся 31 декабря 2001 года.

На 31 декабря --	Годовая инфляция %
2001	18,60
2000	20,20
1999	36,50
1998	84,40

Денежные статьи активов и пассивов были переведены в доллары США по курсу на дату составления бухгалтерских балансов. Неденежные активы и пассивы были переведены по историческому курсу. Доходы и расходы, а также статьи

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

Отчета о движении денежных средств были пересчитаны по среднемесячным курсам. Курсовые разницы, возникшие из-за использования различных курсов при пересчете рублей в доллары США, были отражены в консолидированном Отчете о прибылях и убытках по статье «Курсовые разницы».

По требованиям российского законодательства операции в России производятся в рублях, соответственно последующее движение денежных средств Компании, связанное с основной деятельностью (выручка от реализации на внутреннем рынке, себестоимость, коммерческие и административные расходы), будет происходить в рублях. В результате, изменение курса рубля по отношению к доллару США в будущем может повлиять на балансовую стоимость активов и обязательств Компании, а также оказать влияние на способность Компании реализовать свои активы в сумме, указанной в долларах.

Руководство Компании планирует в 2002 году увеличить объемы добычи нефти, а также объемы экспорта нефтепродуктов.

Денежные средства представляют собой наличные денежные средства в кассе и суммы на банковских счетах Компании. Прочие денежные средства представляют собой депозиты сроком три месяца или менее. Суммы депозитов в иностранных валютах пересчитаны в доллары США по курсам, действовавшим на конец года.

Дебиторская задолженность учитывается по чистой реализационной стоимости, приближающейся к фактической рыночной стоимости такой задолженности, и представлена за вычетом резерва под сомнительную задолженность. Руководство компании создает специфический резерв по сомнительным долгам.

-

Товарно-материальные запасы, которые в основном представляют собой сырую нефть, продукты нефтепереработки и материалы, отражаются в балансе по наименьшей величине между средневзвешенной стоимостью приобретения и текущей рыночной стоимостью. Компания создает резерв по залежалым и устаревшим материалам.

,

Основные средства, относящиеся к процессу разведки и добычи нефти и газа, и расходы, связанные с этим процессом, отражаются по методу учета результативных затрат.

Расходы на ведение разведочных работ, исключая стоимость разведочных скважин, списываются на затраты по мере того, как они производятся. Стоимость бурения разведочных скважин, включая стратиграфические, капитализируется до момента подтверждения наличия или отсутствия доказанных запасов, пригодных для промышленной разработки. Если такие запасы не обнаружены, расходы на бурение скважин относятся на затраты по разведке нефти и газа.

Нематериальные затраты, относящиеся к эксплуатационным скважинам и к скважинам на месторождениях, не пригодным к промышленной добыче, а также затраты на необходимое оборудование и обустройство нагнетательных скважин при освоении запасов нефти и газа, подлежат капитализации.

Окупаемость стоимости основных средств, относящихся к разведке и добыче нефти и газа, за минусом накопленного износа оценивается каждый раз, когда происходят события или появляются обстоятельства, указывающие на потенциальное обесценение. Эта оценка включает в себя сравнение балансовой стоимости основных средств, относящихся к разведке и добыче нефти и газа, с прогнозируемыми недисконтированными будущими потоками денежных средств до налогообложения. Доходы, используемые при расчете будущих потоков денежных средств до налогообложения, рассчитываются исходя из цен реализации конечному потребителю и запасов нефти и газа. По участкам недр данный анализ проводится для каждого добывающего управления (НГДУ), которое представляет собой наиболее низкий уровень, для которого производится расчет потоков денежных средств, не зависящих от денежных потоков, генерируемых прочими основными средствами. В случае, если результаты анализа указывают на необходимость переоценки в сторону уменьшения стоимости, производится частичное списание балансовой стоимости основных средств, относящихся к разведке и добыче нефти и газа, до уровня их реально окупаемой стоимости, рассчитанной исходя из величины прогнозируемых дисконтированных потоков денежных средств от этих участков до налогообложения.

Для оценки запасов на 31 декабря 2001 и 2000 гг. Компанией были использованы данные по размерам запасов нефти и газа в соответствии с классификацией запасов Общества Инженеров Нефтяной Промышленности США, полученные в результате проведения независимой оценки специалистами фирмы «ДеГольер и МакНотон». Данный отчет был использован Компанией для расчета износа, истощения и амортизации за 2001 и 2000 гг.

Финансовый результат, полученный от участков с доказанными и недоказанными запасами нефти и газа, отражается в Отчете о прибылях и убытках.

В феврале 2001 года Компания подписала Соглашение о разделе продукции «Сахалин 1» с Индийской государственной нефтяной компанией ONGC Videsh Ltd (далее по тексту «ONGC»), в соответствии с которым, а также в соответствии с ПСФУ № 19 «Финансовый учет и отчетность нефтегазодобывающих компаний», начиная с даты подписания соглашения ONGC финансирует долю затрат Компании в расходах, связанных с бурением и разработкой, а также операционных расходов на месторождениях нефти и газа в обмен на получение приблизительно 90,00% доли Компании в добытой нефти до полного возмещения понесенных затрат. Компания не учитывает затраты и доходы до тех пор, пока ONGC не окупит затраты, понесенные в интересах Компании (см. Примечание 7).

Прочие основные средства отражаются по исторической стоимости на дату их приобретения за минусом накопленной амортизации. Окупаемость стоимости

2001 2000

прочих основных средств оценивается каждый раз, когда происходят события или появляются обстоятельства, указывающие на потенциальное обесценение. Эта оценка включает в себя сравнение балансовой стоимости прочих основных средств с наилучшими оценками руководством Компании будущих недисконтированных денежных потоков, генерируемых данными активами. В случаях, когда данная оценка указывает на обесценение активов, происходит их списание до справедливой стоимости, которая оценивается на основании наилучших оценок будущих дисконтированных денежных потоков.

Затраты на содержание, ремонт и замену мелких деталей основных средств относятся на эксплуатационные расходы. При выбытии или списании прочих основных средств, первоначальная стоимость и накопленная амортизация исключаются из учета. В случае продажи или ликвидации основных средств первоначальная стоимость и накопленная амортизация списываются. Полученный доход или убыток включаются в финансовый результат.

,

Износ, истощение и амортизация основных средств и капитализированных затрат, связанных с добычей нефти и газа, начисляется по по-тонному методу исходя из отношения объемов добычи в текущем периоде к общим объемам добычи за время эксплуатации на основании оценки доказанных разрабатываемых запасов на начало года.

Будущие затраты на ликвидацию скважин и демонтаж нефтегазодобывающего оборудования, включая затраты на рекультивацию земель, рассчитываются на основе по-тонного метода и включаются в сумму износа, амортизации и истощения.

Начисление амортизации и износа на объекты основных средств, не относящихся к разведке и добыче нефти и газа, производится линейным методом исходя из норм амортизации, определенных на основании сроков их полезного использования. При этом применялась комбинированная методика начисления износа на группы зданий, машин и оборудования, обладающих одинаковыми экономическими характеристиками по следующим нормам:

<u>Группы основных средств</u>	<u>Средний срок полезного использования</u>
Здания и сооружения	15-45 лет
Машины и оборудование	20-30 лет
Транспортные средства и прочие объекты основных средств	3-12 лет
Суда для обслуживания буровых платформ	20 лет
Буровые платформы	20 лет

« « »

2001 2000

Расходы, связанные с ремонтом и профилактическими работами для основных средств предприятий нефтепереработки, отражаются Компанией в том периоде, когда они были понесены.

Капитализация процентов по кредитам производилась в тех случаях, когда данные кредиты были получены для осуществления капитального строительства и приобретения объектов основных средств. Эти расходы капитализируются только в течение непосредственного осуществления строительства до момента ввода основного средства в эксплуатацию. В 2001 году Компания капитализировала 12,6 миллиона долларов процентов по кредитам и займам. Сумма процентов, капитализированных Компанией за 2000 год, является несущественной.

Группа не является единым налогоплательщиком. Налог на прибыль исчислялся исходя из балансовой прибыли в соответствии с требованиями РСБУ и скорректированной с учетом влияния расходов, не уменьшающих налогооблагаемую базу, и налоговых льгот. В различных дочерних предприятиях Компании ставка налога на прибыль колебалась от 35,00% до 43,00% и от 30,00% до 38,00% за 2001 и 2000 годы, соответственно.

В прилагаемой консолидированной финансовой отчетности отражены отложенные обязательства и активы по налогу на прибыль, которые рассчитываются Компанией по «методу обязательств» и отражают налоговые последствия в будущих периодах, на основе существующей налоговой ставки, вызванные разницей между балансовой стоимостью активов и обязательств и их налогооблагаемой базой, а также переносом убытков или налоговых льгот на будущие периоды (см. Примечание 16).

С 1 января 1998 г. Компания ввела в учетную политику положения стандарта ПСФУ № 130, «Отражение совокупного дохода в отчетности». Этот стандарт устанавливает правила расчета и отражения совокупного дохода Компании (чистой прибыли плюс всех прочих изменений чистых активов, не связанных с движением средств владельцев Компании) и его отдельных статей в финансовой отчетности. По результатам 2001 и 2000 гг. совокупный доход был равен чистому доходу Компании.

Доход на акцию был рассчитан исходя из средневзвешенного количества акций, находящихся в обращении в течение года. Ценные бумаги, которые потенциально могли бы привести к снижению доли существующих акционеров, в обращение не выпускались.

В настоящее время в России не существует института оценки реальной рыночной стоимости финансовых инструментов. Руководство Компании считает, что дебиторская задолженность ликвидна и реальна к взысканию, а для погашения сомнительной задолженности создан резерв (см. Примечание 4). Руководство Компании ожидает погашения сумм кредиторской задолженности и прочих займов в порядке, который более подробно описан в Примечаниях 10 и 11.

Как отмечается в Примечании 6, Компания имеет финансовые вложения в ряд российских предприятий, принятых к учету по фактически произведенным затратам. Списание стоимости данных инвестиций отражено в соответствии с ПСФУ № 121.

Балансовая стоимость всех остальных финансовых инструментов соответствует их реальной стоимости.

На дату составления консолидированной финансовой отчетности может существовать ряд условий, которые в дальнейшем под воздействием одного или нескольких факторов, не определенных на дату составления финансовой отчетности, могут привести к убыткам или обязательствам для Компании. Руководство Компании оценивает сумму возможных будущих обязательств. Такая оценка производится на основе предположений и включает в себя фактор субъективности. При определении величины возможных потерь в результате судебных разбирательств с участием Компании или требований, которые могут быть предъявлены в виде исков к Компании, юристы оценивают как перспективы таких судебных разбирательств и предъявления таких требований в судебном порядке, так и возможные суммы возмещения, которое противная сторона требует или может потребовать в суде.

Если в результате оценки вероятности появления будущего обязательства выявляется, что обязательство, имеющее значительное денежное выражение, определено с достаточной степенью уверенности (является вероятным), тогда стоимостная оценка такой задолженности отражается в консолидированной финансовой отчетности. В случае если предполагаемое обязательство, имеющее значительную стоимостную оценку, не может быть классифицировано как вероятное, а является лишь возможным, либо стоимостная оценка вероятного обязательства не определена, то в примечаниях к финансовой отчетности включается информация о характере такого обязательства и его стоимостная оценка (если сумма может быть определена с достаточной степенью уверенности и является значительной).

Если вероятность будущего убытка является незначительной и при этом Компания не дает гарантий по признанию убытка в определенных случаях, то обычно информация о подобном возможном убытке не включается в примечания к финансовой отчетности. Однако в некоторых случаях нетипичные будущие обязательства могут быть отражены в примечаниях к финансовой отчетности, если, по мнению руководства или юристов, информация о таких обязательствах может быть необходима акционерам и другим пользователям финансовой отчетности.

По мнению руководства, сумма возможных будущих обязательств, не отраженных в прилагаемой консолидированной финансовой отчетности, является незначительной и не окажет существенного влияния на финансовое состояние Компании в будущем.

Реализация признается в момент перехода права собственности от продавца к покупателю, цена контрактов фиксирована или существует возможность её определить, а возврат дебиторской задолженности является реальным. В частности, нефть и газ, а также продукты нефтепереработки считаются реализованными в момент их отгрузки покупателям. В прилагаемой консолидированной финансовой отчетности реализация отражена за минусом налогов и таможенных платежей.

Компания и ее дочерние предприятия производят отчисления в государственный Пенсионный фонд РФ. Данные отчисления рассчитываются работодателем как процент от суммы заработной платы до налогообложения и относятся на затраты по мере начисления. Компания не имеет каких-либо программ выплат уволенным работникам и иных льгот, требующих начисления соответствующих резервов.

В 2000 году Группой был создан корпоративный Пенсионный Фонд для целей финансирования негосударственных пенсий работников.

Пенсионный план требует ежемесячных пенсионных взносов работодателя, рассчитанных исходя из утвержденного минимального размера оплаты труда. Пенсионные выплаты вкладчикам производятся из средств, накопленных на индивидуальных счетах; Компания не несет расходов накапливаемых на пенсионное обеспечение. Данный пенсионный план попадает под определение ПСФУ № 87 «Учет пенсий работодателями» как пенсионный план с фиксированными взносами.

В 2001 году Группа перечислила в Пенсионный Фонд 7,8 миллионов долларов.

,

Часть торговых и налоговых расчетов Компании происходит в форме бартерных сделок. Бартерные сделки обычно происходят как в форме прямой поставки товаров или услуг конечному покупателю, так и через цепочку взаимозачетов. В этих случаях и продажи, и покупки показываются как результат бартерных операций. В консолидированной финансовой отчетности бартерные сделки были показаны по рыночной стоимости полученных или поставленных товаров.

В июле 2001 года КСФУ принял ПСФУ № 141 «Объединение предприятий» и ПСФУ № 142 «Деловая репутация и другие нематериальные активы». В соответствии с требованиями ПСФУ № 141 все объединения предприятий, которые будут осуществляться после 30 июня 2001 года, должны отражаться по

методу приобретения. ПСФУ № 141 требует признания нематериальных активов в случаях, если они появились как объект договорных или правовых отношений или являются «отделимыми», то есть могут быть реализованы, переданы, сданы в аренду, обменены или переданы в залог. Вероятно, что в результате принятия ПСФУ № 141 гораздо большее число нематериальных активов будет признано по сравнению с предшествующим КПУ Мнением № 16, хотя в некоторых случаях ранее признаваемые нематериальные активы будут отражаться в составе деловой репутации.

В соответствии с ПСФУ № 142, деловая репутация в дальнейшем не будет амортизироваться по линейному методу в течение всего срока полезного использования. Вместо этого ежегодно и при наличии признаков снижения стоимости, будет проводиться проверка снижения величины деловой репутации. Эта проверка, основанная на справедливой стоимости, должна проводиться на уровне отчетной единицы. Отчетная единица определяется в ПСФУ № 131 как производственный сегмент или на один уровень ниже. В дальнейшем деловая репутация не будет распределяться для целей проверки на прочие долгосрочные активы в соответствии с требованиями ПСФУ № 121. В дополнение, деловая репутация, признаваемая по инвестициям, учитываемым по методу долевого участия, в дальнейшем не будет амортизироваться. Однако, она по-прежнему будет проходить проверку на снижение стоимости в соответствии с КПУ Мнением № 18 «Учет вложений в обыкновенные акции по методу долевого участия». В соответствии с ПСФУ № 142 нематериальные активы с неопределенным сроком службы в дальнейшем не будут амортизироваться. Вместо этого они будут оцениваться по наименьшей из рыночной стоимости и стоимости приобретения и ежегодно проходить проверку на снижение стоимости. Все другие активы, признаваемые как нематериальные, будут продолжать амортизироваться в течение срока их полезного использования.

ПСФУ № 142 применяется для отчетных периодов, начинающихся после 15 декабря 2001 года, хотя деловая репутация, возникшая в связи с объединением предприятий, слияние которых завершено после 1 июля 2001 года не будет амортизироваться. Руководство предполагает, что принятие ПСФУ № 141 и ПСФУ № 142 не окажет существенного влияния на финансовое положение и результаты деятельности Компании, поскольку она в настоящее время не имеет деловой репутации, отраженной в прилагаемом консолидированном Балансе.

В июне 2001 года, КСФУ принял ПСФУ № 143 «Учет обязательств, связанных с выбытием активов». В соответствии с ПСФУ № 143 справедливая стоимость обязательств, связанных с выбытием активов, должна признаваться в том периоде, в котором эти обязательства возникли, если справедливая стоимость может быть достоверно определена. Издержки, связанные с выбытием активов, капитализируются как часть остаточной стоимости долгосрочных активов. Организация будет определять изменения, возникающие в течение времени, в обязательствах, связанных с выбытием активов, на основе метода расчета процента от суммы обязательств на начало периода. Ставка процента, используемая для определения этих изменений, должна быть эквивалентна ставке процента по безрисковым кредитам, которая существовала в момент первичного определения обязательства. Эта сумма должна быть признана как увеличение балансовой стоимости в балансе и как операционные расходы в отчете об операциях. ПСФУ № 143 применяется для финансового года,

начинающегося после 15 июня 2002 года. После начала применения ПСФУ № 143, Компании необходимо будет признать полную стоимость резерва на рекультивацию земель и увеличить основные средства на соответствующую сумму. По состоянию на 31 декабря 2000 года это может быть отражено как увеличение основных средств на 56,2 миллиона долларов и уменьшение резерва на рекультивацию земель на 18,7 миллионов долларов.

В августе 2001 года КСФУ принял ПСФУ № 144 «Учет обесценения и выбытия долгосрочных активов». ПСФУ № 141 создает единую бухгалтерскую модель для долгосрочных активов, которые выбывают через реализацию, совместимую с основными положениями ПСФУ № 121. Хотя он отменяет КПУ Мнение № 30 «Представление результатов деятельности – Представление эффекта выбытия производственного сегмента, и чрезвычайные, необычные и нерегулярно происходящие события и сделки», он оставляет обязательным представление отчета о прекращенных операциях, но увеличивает размер производственной единицы, представляющей данный отчет до уровня предприятия (а не производственного сегмента). Однако, прекращенные операции более не отражаются по чистой остаточной стоимости и будущие убытки от операционной деятельности не признаются до момента, когда они фактически произойдут. В соответствии с требованиями ПСФУ № 144 больше не является обязательным включение деловой репутации в долгосрочные активы, подлежащие оценке на обесценение. Также определяется подход по оценке денежных потоков, взвешенных с учетом вероятности, используемый в ситуациях, когда существуют денежные потоки, генерируемые активами, которые могут обесцениться. ПСФУ № 144 также устанавливает критерии для определения активов, отражаемых как активы для реализации.

ПСФУ № 144 применяется для отчетных лет, начинающихся после 15 декабря 2001 года, а также для периодов, входящих в эти годы. При этом рекомендуется как можно более раннее применение этого ПСФУ. Компания не ожидает, что введение ПСФУ № 144 окажет существенное влияние на результаты деятельности или финансовое положение Компании.

В апреле 2002 года КСФУ принял ПСФУ № 145 «Аннулирование ПСФУ № 4, 44 и 64, дополнения к ПСФУ № 13 и технические поправки». Основные изменения касаются прибылей и убытков от погашения задолженностей, которые признавались как непредвиденные доходы или расходы в соответствии с ПСФУ № 4 и которые в дальнейшем не будут признаваться таковыми. ПСФУ № 145 применяется для отчетных лет, начинающихся после 15 мая 2002 года, при этом рекомендуется как можно более раннее применение этого стандарта. Компания планирует применение ПСФУ № 145 для отчетных периодов, заканчивающихся 31 декабря 2003 года. После введения ПСФУ, непредвиденные доходы или расходы, связанные с погашением задолженности потребуют другой классификации.

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

3 _____

По состоянию на 31 декабря Компания имела следующие денежные средства (в тысячах долларов США):

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Денежные средства в кассе и на банковских счетах – рубли	52 558	20 092
Денежные средства на банковских счетах - валюта	56 968	41 906
Замороженные денежные средства	3 712	8 872
Прочие денежные средства	<u>14 136</u>	<u>5 110</u>
Итого денежные средства	<u>127 374</u>	<u>75 980</u>

Замороженные денежные средства обеспечивают открытые аккредитивы.

4 _____

По состоянию на 31 декабря краткосрочные финансовые вложения представлены следующим образом:

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Банковские депозиты	217 356	35 174
Прочие краткосрочные финансовые вложения	<u>73 478</u>	<u>64 435</u>
Итого краткосрочные финансовые вложения	<u>290 834</u>	<u>99 609</u>

Краткосрочные финансовые вложения состоят, в основном, из банковских депозитов с датой погашения от трех до двенадцати месяцев.

5 _____

По состоянию на 31 декабря дебиторская задолженность имела следующую структуру (в тысячах долларов США):

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Покупатели и заказчики	176 289	141 916
НДС к возмещению из бюджета	153 676	84 799
Прочая задолженность	99 340	116 466
Минус: резерв по сомнительным долгам	<u>(83 883)</u>	<u>(84 530)</u>
Итого дебиторская задолженность	<u>345 422</u>	<u>258 651</u>

Дебиторская задолженность за реализованную продукцию выражена главным образом в рублях и классифицируется как краткосрочная.

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

6 _____

По состоянию на 31 декабря товарно-материальные запасы (ТМЗ) состоят из следующих групп (в тысячах долларов США):

	2001	2000
Материалы	112 024	122 539
Сырая нефть и нефтепродукты	104 361	111 332
Итого	<u>216 385</u>	<u>233 871</u>

Остаток по статье «Материалы» в основном включает запасные части, строительные материалы и трубы.

7 _____

Долгосрочные финансовые вложения по состоянию на 31 декабря состоят из (в тысячах долларов США):

	2001	2000
<u>Инвестиции, учтенные по методу долевого участия в капитале</u>		
Проект «Сахалин 1» (СРП)	59 384	74 708
ООО «Полярное сияние»	22 536	21 305
ООО «Геойлбент»	16 001	8 646
ОАО «Архангельскгеолдобыча»	7 518	7 135
Прочие	-	2 308
	<u>105 439</u>	<u>114 102</u>
<u>Прочие инвестиции</u>		
ОАО «Газпром»	4 553	4 553
ОАО «Разрез Красногорский»	4 769	-
ОАО «Каспийл»	3 714	-
ОАО «Энергия Востока»	3 650	-
ОАО «Минли»	1 714	-
ОАО «Варуст»	1 418	-
ЗАО «Нефтепромбанк»	3 526	3 645
Облигации внутреннего валютного займа	3 889	-
Прочие инвестиции, учтенные по исторической стоимости	24 985	23 395
Итого долгосрочные финансовые вложения	<u>157 657</u>	<u>145 695</u>

« 1» ()

В июне 1995 г. было заключено соглашение между компаниями «Эксон Нефтегаз Лимитед» (30,00%), «Сахалин Ойл Девелопмент Корпорейшн Компани, ЛТД» (30,00%), ЗАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф», дочерней компании ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» (23,00%), полностью находящейся в её

« « »

2001 2000

собственности, и ОАО «Роснефть-Сахалин», дочерней компании «Роснефть» (17,00%), о совместной разведке и разработке нефтегазовых месторождений Чайво, Одопту, Аркун-Даги, расположенных на шельфе о. Сахалин. При этом оператором выступает «Эксон Нефтегаз Лимитед».

В августе 2001 г. Администрация острова Сахалин и соответствующие государственные органы утвердили продажу 20,00% доли в проекте «Сахалин 1» компаниями ОАО «Роснефть-Сахалин» и ЗАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф». Половина участия была продана ONGC, которая приобрела 11,50% у ЗАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф» и 8,50% у ОАО «Роснефть-Сахалин».

Дочерние предприятия Компании подписали финансовые соглашения с ONGC, согласно которым финансирование доли дочерних предприятий в СРП будет осуществляться ONGC.

В течение 2001 и 2000 гг. общая сумма вложений Компании в проект «Сахалин 1» составила, соответственно, 23,6 и 24,4 миллионов долларов США. В течение 2001 года была найдена нефть и, соответственно, в ноябре 2001 года была заявлена рентабельность проекта. Добыча нефти предполагается с 2005 года. В связи с тем, что часть работ по разведке и бурению была признана нерезультативной в 2000 году, эти инвестиции были списаны в размере 7,9 миллионов долларов США.

« »

ООО «Полярное сияние» - общество с ограниченной ответственностью, 50,00% которого принадлежит «Коноко Тиман-Печора Лимитед», 30,00% ОАО «Архангельскгеолдобыча» и 20,00% ОАО «НК «Роснефть». Основной задачей ООО «Полярное сияние» является разработка месторождения Ардалин Тиманско-Печорского бассейна, расположенного в 125,0 км южнее Баренцева моря за полярным кругом. Разработка месторождения Ардалин была начата в конце 1992 года. Первая нефть была добыта в 1994 году.

« »

Компания имела вложения в ООО «Геойлбент», занимающееся разработкой и обустройством нефтяных и газовых месторождений, в размере 33,00% по состоянию на 31 декабря 2001 и 2000 гг.

« »

Основной деятельностью ОАО «Архангельскгеолдобыча» является разведка, добыча и развитие запасов сырой нефти и газа. Доля Компании в уставном капитале ОАО «Архангельскгеолдобыча» составляла 25,50% на 31 декабря 2001 и 2000 гг.

Доля Компании в уставном капитале «Нефтепромбанка» составляла 25,99% на 31 декабря 2001 и 2000 гг.

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

« »

По состоянию на 31 декабря 2001 и 2000 гг. Компании принадлежат 0,087% акций ОАО «Газпром». Неполученный доход по этим инвестициям, рассчитанный как разница между рыночной стоимостью и затратам на приобретение, составлял 6,4 миллиона долларов и 1,7 миллиона долларов по состоянию на 31 декабря 2001 и 2000 годов, соответственно.

8

Основные средства, относящиеся к разведке и добыче нефти и газа, по состоянию на 31 декабря представлены следующим образом (в тысячах долларов США):

	2001	2000
Основные средства, относящиеся к разведке и добыче нефти и газа	3 888 761	3 643 566
Трубо- и нефтепроводы	150 257	150 257
Минус: накопленное истощение	(2 136 175)	(2 057 609)
Остаточная стоимость нефтегазового оборудования	<u>1 902 843</u>	<u>1 736 214</u>

9

По состоянию на 31 декабря прочие основные средства представлены следующим образом (в тысячах долларов США):

	2001	2000
Буровые платформы	168 276	170 156
Суда для обслуживания буровых платформ	145 721	118 678
Здания	979 961	951 253
Машины и оборудование	729 289	717 706
Транспортные средства	<u>285 216</u>	<u>240 592</u>
Итого	2 308 463	2 198 385
Минус: накопленный износ	(1 416 859)	(1 367 921)
Прочие основные средства по остаточной стоимости	<u>891 604</u>	<u>830 464</u>

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

10 _____

Данная статья включает как объекты капитального строительства так и полученное, но не установленное оборудование, и по состоянию на 31 декабря 2001 года может быть классифицирована следующим образом (в тысячах долларов США):

	Незавершенное строительство	Оборудование к установке	Итого
Здания	60 475	146	60 621
Машины и оборудование	28 615	7 163	35 778
Транспортные средства	168 937	2 632	171 569
Итого на 31 декабря 2001 г.	<u>258 027</u>	<u>9 941</u>	<u>267 968</u>
Здания	102 256	-	102 256
Машины и оборудование	151 897	11 348	163 245
Транспортные средства	30 030	3 286	33 316
Итого на 31 декабря 2000 г.	<u>284 183</u>	<u>14 634</u>	<u>298 817</u>

11 _____

Кредиторская задолженность и резервы предстоящих расходов по состоянию на 31 декабря имели следующую структуру (в тысячах долларов США):

	2001	2000
Поставщики и подрядчики	133 380	108 930
Заработная плата и взносы во внебюджетные фонды	38 102	17 867
Авансы полученные	23 442	27 863
Расчеты по дивидендам	14 151	41 340
Векселя к уплате	11 607	61 688
Прочая задолженность и резервы предстоящих расходов	106 671	94 346
Итого кредиторская задолженность и резервы предстоящих расходов	<u>327 353</u>	<u>352 034</u>

Кредиторская задолженность Компании выражена главным образом в рублях и имеет краткосрочный характер.

« « »

2001 2000

12

На 31 декабря Компания имела краткосрочную задолженность по следующим кредитам (в тысячах долларов США):

	2001	2000
<u>Валютные кредиты – доллары США</u>		
Банковские кредиты	149 965	293 689
Прочие краткосрочные займы	9 055	-
<u>Рублевые кредиты</u>		
Банковские кредиты	72 288	8 888
Прочие краткосрочные займы	25 195	9 786
	<u>256 503</u>	<u>312 363</u>
Доля долгосрочной задолженности, подлежащая погашению в течение одного года	196 484	62 280
Итого краткосрочные кредиты	<u>452 987</u>	<u>374 643</u>

Валютные кредиты были привлечены под процентную ставку от 10,00% до 12,00% в 2001 году и от 6,00% до 12,00% в 2000 году. Рублевые кредиты банков были привлечены под процентную ставку от 15,00% до 20,00% в 2001 году и от 5,00% до 30,00% в 2000 г.

Задолженность по долгосрочным кредитам сформировалась следующим образом по состоянию на 31 декабря (в тысячах долларов США):

	2001	2000
Банковские кредиты – доллары США	499 185	176 238
Банковские кредиты – рубли	146 700	-
Прочие обязательства	7 540	9 619
	<u>653 425</u>	<u>185 857</u>
За вычетом: доли задолженности, подлежащей погашению в текущем периоде	(196 484)	(62 280)
Всего задолженности по долгосрочным кредитам	<u>456 941</u>	<u>123 577</u>

В 2001 году валютные кредиты банков были привлечены под процентные ставки от ЛИБОР плюс 0,10% до ЛИБОР плюс 12,87%, основная сумма рублевых кредитов – по ставке ЛИБОР плюс 3,90%.

В 2000 году валютные кредиты банков были привлечены под процентные ставки, варьирующиеся от ЛИБОР плюс 0,10% до ЛИБОР плюс 4,00%.

По состоянию на 31 декабря 2001 года суммы залоговых обязательств по краткосрочным и долгосрочным банковским кредитам составляли: валютная выручка по экспортным контрактам 30 170 миллионов рублей (1 001 миллион долларов США по курсу на 31 декабря 2001 г.), основные средства, относящиеся к разведке и добыче нефти и газа, и прочие основные средства на сумму 5 154 миллионов рублей (171 миллион долларов США по курсу на 31 декабря 2001 г.),

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

векселя и прочие активы на сумму 9 976 миллионов рублей (331 миллион долларов США по курсу на 31 декабря 2001 г.). Обязательства также обеспечены оборудованием на сумму 754 миллионов рублей (25 миллионов долларов США по курсу на 31 декабря 2001 г.).

В 2000 году Компания и ее дочерние предприятия: ОАО «Роснефть-Пурнефтегаз» ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» и ОАО «Роснефть-Ставропольнефтегаз» заключили договор о реструктуризации задолженности банку, по условиям которого откладываются сроки платежей, в том числе процентных.

В течение 2001 года Компания и ее дочерние предприятия погашали задолженность банку, и на 31 декабря 2001 года задолженность составляла 2,5 миллионов долларов США.

Долгосрочная неоплаченная задолженность по состоянию на 31 декабря должна погашаться следующим образом (в тысячах долларов США):

	2001	2000
2001	-	62 280
2002	196 484	39 082
2003	197 503	19 943
2004	19 943	19 943
2005 и после	239 495	44 609
Итого неоплаченная долгосрочная задолженность	<u>653 425</u>	<u>185 857</u>

13

По состоянию на 31 декабря задолженность по налогу на прибыль и прочим налогам имела следующую структуру (в тысячах долларов США):

	2001	2000
Налог на добавленную стоимость	20 205	38 635
Налог на воспроизводство минерально-сырьевой базы	105	6 404
Налог на пользователей автодорог	3 787	8 536
Акцизы	9 013	1 382
Плата за пользование недрами	4 025	5 353
Налог на имущество	6 196	3 457
Налог на прибыль	11 144	22 493
Налог на содержание объектов социальной сферы	628	1 970
Прочие налоги	20 264	23 179
Штрафы и пени	3 576	13 099
Итого задолженность по налогу на прибыль и прочим налогам	<u>78 943</u>	<u>124 508</u>

« « »

2001 2000

В настоящее время в России действует ряд законодательных актов регламентирующих систему налогов, которые уплачиваются в федеральный и региональные бюджеты. Данные налоги включают налог на добавленную стоимость, налог на прибыль, налоги с оборота, взносы в социальные фонды и ряд других налогов. Кроме того, дочерние предприятия уплачивают ряд налогов, связанных со спецификой их отрасли, такие как акциз, плата за пользование недрами и налог на воспроизводство минерально-сырьевой базы. В отличие от стран с более развитой рыночной экономикой, налоговое законодательство России в отношении данных налогов действует в течение относительно непродолжительного периода времени. Вследствие этого разъяснения по применению данного законодательства зачастую нечетко определены, вовсе отсутствуют или противоречат друг другу. Данные обстоятельства приводят к возникновению гораздо более существенных налоговых рисков в России, чем в странах с более развитыми системами налогообложения.

По закону налоговые декларации подлежат проверке контролирующими органами в течение трех лет. Руководство полагает, что Компания действует в соответствии с требованиями налогового законодательства. Тот факт, что налоговые декларации за определенный период были проверены налоговыми органами, не означает, что они не могут быть подвергнуты проверке вновь в течение трехлетнего периода.

14 _____

Расходы на рекультивацию земель представляет собой резерв под рублевую оценку стоимости работ по рекультивации земель на месте скважин и других производственных объектов.

Оценка данных обязательств Компанией производилась на основе затрат на рекультивацию земель произведённых в 2001 и 2000 и будет корректироваться в будущем. Вместе с тем значительное влияние на размер данных обязательств могут оказать изменения в экологическом законодательстве РФ и практике его применения, в связи с чем будущие фактические затраты, связанные с выполнением данных обязательств могут отличаться от отражённых в отчётности.

В 2001 г. Компания дополнительно включила 27,6 миллиона долларов данного резерва в состав истощения, износа и амортизации. В 2000 году руководство Компании пересмотрело свои предположения по будущим затратам на рекультивацию земель, и, соответственно, уменьшило резерв на 4,9 миллиона долларов.

« « »

2001 2000

15 _____

Акционерный капитал представляет собой объявленный капитал Компании согласно учредительным документам. Владельцы обыкновенных акций имеют право одного голоса на собрании акционеров на каждую приобретенную акцию. Владельцы привилегированных акций получают право голоса только при обсуждении вопросов о реорганизации или ликвидации Компании, а также в случае неполной выплаты объявленных дивидендов по привилегированным акциям на ежегодном собрании акционеров и теряют право голоса при выплате дивидендов по привилегированным акциям в полном объеме. Дивиденды по акциям определяются Советом Директоров Компании и утверждаются на ежегодном собрании акционеров. Согласно уставу Компании сумма дивидендов по привилегированным акциям должна составлять 10,00% от чистой прибыли. В случае, если выплачиваются дивиденды по обыкновенным акциям, сумма выплачиваемых дивидендов по привилегированным акциям не может быть меньше дивидендов по обыкновенным акциям.

По состоянию на 31 декабря 2001 и 2000 в собственности Государства оставалось 100,00% акций Компании.

В соответствии с российским законодательством о бухгалтерском учёте прибыль для выплаты дивидендов ограничена прибылью текущего периода нераспределенной прибылью и прочими доходами в рублях после соответствующих вычетов. Совет директоров Компании объявил дивиденды по обыкновенным акциям в размере 36,5 миллионов и 28,4 миллионов долларов США по курсу на 31 декабря 2001 и 2000 за 2001 и 2000 гг., соответственно.

16 _____

Сумма начислений по налогу на прибыль в консолидированном отчёте о прибылях и убытках за годы оканчивающиеся 31 декабря отражена следующим образом (в тысячах долларов США):

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Начисленный налог на прибыль	184 478	271 500
Отложенный налог на прибыль	<u>25 243</u>	<u>94 690</u>
Итого налог на прибыль	<u>209 721</u>	<u>366 190</u>

Сумма резерва под налог на прибыль представляет собой налог на прибыль, начисленный по результатам деятельности Компании и её дочерних акционерных обществ. В связи с тем, что актив по отложенному налогу представляет собой теоретическую расчетную величину и никогда не будет фактически получен, вся величина актива по отложенному налогу была зарезервирована.

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

Временные разницы возникающие между данными российской отчётности и настоящей консолидированной финансовой отчётностью привели к возникновению следующих отложенных активов и обязательств по налогу на прибыль по состоянию на 31 декабря (в тысячах долларов США):

	2001	2000
Отложенный актив по налогу сформировавшийся в результате налогового эффекта по следующим статьям:		
Основные средства	130 268	24 683
Дебиторская задолженность	11 142	15 914
Резерв на рекультивацию земель	3 230	28 298
Долгосрочные финансовые вложения	1 624	15 789
Кредиты	-	18 151
Кредиторская задолженность	-	4 431
Обесценение ТМЗ	4 355	5 110
Прочее	4 510	6 858
	<u>155 129</u>	<u>119 234</u>
Резерв под отложенный актив по налогу	<u>(155 129)</u>	<u>(119 234)</u>
Чистый отложенный актив по налогу	<u>-</u>	<u>-</u>
Отложенное обязательство, сформировавшееся в результате налогового эффекта по следующим статьям:		
Основные средства	<u>(99 066)</u>	<u>(94 690)</u>
Чистое отложенное обязательство по налогу	<u>(99 066)</u>	<u>(94 690)</u>

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

Хотя Компания не является единым налогоплательщиком на основе консолидированной отчетности расчётная сумма расходов по налогу на прибыль соотносится с фактическими расходами за годы, оканчивающиеся 31 декабря, следующим образом (в тысячах долларов США):

	2001	2000
Налогооблагаемая прибыль	688 476	821 398
Ставка налога на прибыль	35.00%	30.00%
«Расчётные» расходы по налогу на прибыль	240 967	246 419
Добавить (исключить) влияние на налог следующих факторов:		
Доля прочих акционеров в доходах	29 213	(24 554)
Участие в прибыли зависимых предприятий	(846)	-
Изменение величины резерва под отложенный актив по налогу на прибыль	35 895	(46 309)
Износа, амортизации и истощения	6 292	-
Расходов, в соответствии с РСБУ, осуществляемых за счет фондов	2 752	-
Льготы по капитальным вложениям	(92 772)	-
Льготы по благотворительной деятельности	(3 782)	-
Постоянные разницы:		
Льгота по инвестициям и расходы, не уменьшающие налогооблагаемую базу, нетто	(1 733)	64 999
Курсовые разницы	(6 265)	125 635
Налог на прибыль	<u>209 721</u>	<u>366 190</u>

17

Компания и ее подразделения вовлечены в программы по разработке месторождений и геологоразведке, а также по переоснащению перерабатывающих и сбытовых предприятий. Руководство оценивает общую сумму расходов в 396,0 миллионов долларов США (неаудированные данные) для добывающих и геологоразведочных подразделений и 171,8 миллионов долларов США (неаудированные данные) для перерабатывающих подразделений и подразделений сбыта в течение 2002 г. В зависимости от складывающейся ситуации на рынке фактические расходы могут отличаться от вышеприведенных оценок.

По состоянию на 31 декабря 2001 г. в отношении указанных программ заключены контракты по заказам на сумму 79,4 миллионов долларов США (неаудированные данные).

Финансирование предстоящих затрат планируется в основном за счет собственных средств. Наряду с этим Компания занимается поиском внешних источников финансирования. По мнению руководства, Компания получит все

« « »

2001 2000

необходимое финансирование для завершения существующих и планируемых проектов.

Деятельность предприятий нефтегазовой отрасли всегда сопряжена с риском нанесения ущерба окружающей среде. Руководство Компании полагает, что деятельность Компании соответствует требованиям законодательства по охране окружающей среды, и поэтому у Компании отсутствует риск появления значительных обязательств в размерах превышающих созданный резерв.

Компания осуществляет страхование своих активов при использовании страховых схем с участием компаний Группы, которые в свою очередь, перестраховываются в крупных западных компаниях. В 2001 году сумма активов застрахованных по таким схемам составляла 3,1 миллиарда долларов, из которых перестрахованы с третьими лицами были активы на сумму 2,1 миллиард долларов США .

Однако, на российском рынке страховых услуг риск приостановки деятельности предприятия, как правило, не является объектом страхования.

В собственности Компании находятся объекты социальной сферы, предназначенные для использования сотрудниками Компании. Согласно Указу Президента РФ о приватизации государственных предприятий Компания должна будет практически безвозмездно передать объекты социальной сферы на баланс местных администраций. Учитывая, что Компания фактически не имеет прав собственности на данные объекты они не отражены в ее консолидированной финансовой отчетности.

Расходы Группы социального характера в течение 2001 и 2000 гг. составили 87,0 и 70,3 миллионов долларов США, соответственно.

« 1» ()

Руководство Компании полагает, что потребность в финансировании первого этапа проекта «Сахалин 1» реализуемого на условиях СРП на протяжении 7 лет (неаудированные данные) должна составить 3,4 млрд. долларов США (неаудированные данные). Последующие этапы проекта будут финансироваться из денежных средств проекта. С учетом продажи Компанией половины своей доли участия в проекте «Сахалин 1» ONGC оставшаяся доля участия «Роснефть» в проекте, которой она владеет через свои дочерние предприятия, составит 20,00%. Дочерние предприятия Компании должны будут финансировать свою долю в проекте «Сахалин 1» по мере необходимости на протяжении срока реализации проекта. Дочерние предприятия Компании подписали финансовые соглашения с ONGC согласно которым финансирование доли дочерних предприятий в СРП будет осуществляться ONGC. Расчеты за предоставленное финансирование будут производиться исключительно из выручки от реализации углеводородов в рамках СРП. При условии выполнения первоочередных

« « »

2001 2000

платежей дочерние предприятия имеют право на 10,00% выручки от продажи причитающейся им доли в объеме добычи до полного погашения долга. После того как задолженность перед ONGC будет полностью выплачена, дочерние предприятия Компании смогут полностью распоряжаться своей долей выручки от продажи углеводородов после выполнения обязательных платежей предусмотренных условиями СРП. Компания не предоставляет гарантий по обязательствам связанным с соглашениями заключенными дочерними предприятиями.

6 февраля 1997 г. Компания через СП «Роснефть-Шелл Каспиан Венчур Лимитед» в котором Компания имеет 51,00% участия подписала соглашение с восемью нефтегазовыми компаниями и государственными структурами России и Казахстана о создании Каспийского трубопроводного консорциума («КТК»). Целью консорциума является проектирование финансирование прокладка и эксплуатация нефтепровода от месторождений в Западном Казахстане через Россию в порт Новороссийск. «Роснефть-Шелл» имеет 7,50% участия в КТК.

Договор между ОАО «НК «Роснефть» и «Шелл-Каспиан» подписан в форме соглашения при котором «Шелл-Каспиан» оплачивает расходы Компании, относящиеся к участию в КТК, и приобретает право на участие во всей выручке до тех пор, пока все расходы не будут возмещены, после чего Компания будет участвовать в затратах и выручке. Компания признает долю в выручке операционных расходах и последующих затратах на разработку только после полного расчета со стороны КТК (то есть, когда «Шелл-Каспиан» окупает свои затраты).

В октябре 2001 г. КТК был введен в эксплуатацию. Терминал получил первую нефть в августе 2001 года и сможет работать с объемом в 600,0 тыс. баррелей (неаудированные данные) с первой половины 2002 года. Трубопровод будет перекачивать 600,0 тыс. баррелей (неаудированные данные) на Запад из Тэнгиза и других месторождений в Западном Казахстане через Россию.

« « »

2001 2000

18

Ниже приводится информация об основных направлениях деятельности Компании в 2001 и 2000 гг. в соответствии с требованиями ПСФУ№ 131 «Раскрытие информации о направлениях деятельности предприятия и другой аналогичной информации». Компания определяет производственные сегменты на основании характера их деятельности. Результаты работы сегментов отвечающих за основные направления деятельности регулярно анализируются руководством Компании на основании данных российского бухгалтерского учёта выраженных в рублях. Для целей настоящей консолидированной отчетности такие данные по каждому сегменту были пересчитаны в доллары США. Сегмент геологоразведки и добычи занимается разведкой освоением и добычей нефти и природного газа. Сегмент переработки маркетинга и сбыта занимается переработкой нефти и другого углеводородного сырья в нефтепродукты, а также закупками реализацией и транспортировкой сырой нефти и нефтепродуктов. К сегменту корпоративных финансов и прочих видов деятельности отнесены банковские и финансовые услуги, услуги по бурению, доходы от сдачи в аренду судов, услуги по разработке программного обеспечения и прочие виды деятельности.

Основные аспекты учётной политики применительно к каждому из сегментов соответствуют учётной политике, установленной в российском бухгалтерском учете и применявшейся в скорректированном виде при подготовке консолидированной финансовой отчётности. Операции по реализации товаров и услуг между сегментами осуществляются по ценам согласованным между Компанией и ее дочерними предприятиями. Дебиторская задолженность по операциям между сегментами имеет характер обычной задолженности по торговым операциям. Компания и ее дочерние общества ведут свою деятельность в Российской Федерации. Выручка Компании от экспорта сырой нефти составили 665,7 миллионов долларов и 1 119,0 миллионов долларов в 2001 и 2000 гг. соответственно.

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

Показатели производственных сегментов за 2001 год

	Сегмент геолого- разведки и добычи	Сегмент переработки маркетинга и сбыта	Сегмент финансов и прочих видов деятельности	Сводные данные
Выручка	2 604 110	548 085	15 023	3 167 218
За вычетом внутрисегментных операций	(811 074)	(32 654)	(1 033)	(844 761)
Выручка поступившая от внешних потребителей	1 793 036	515 431	13 990	2 322 457
Операционная прибыль	387 315	202 790	8 054	598 159
Расходы по погашению процентов	51 596	2 527	2 625	56 748
Прибыль (Убыток) от участия в зависимых компаниях	13 598	(2 308)	-	11 290
Износ, истощение и амортизация	258 799	15 450	-	274 249
Налог на прибыль	179 374	19 480	10 867	209 721
Вложения, учитываемые по методу участия в капитале	75 527	-	29 912	105 439
Капитальные вложения	392 531	63 140	12 016	467 687
Итого активов	3 591 994	426 690	281 857	4 300 541

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

Показатели производственных сегментов за 2000 год

	Сегмент геолого- разведки и добычи	Сегмент переработки маркетинга и сбыта	Сегмент прочих видов деятельности	Сводные данные
Выручка	1 587 323	1 192 629	324 144	3 104 096
За вычетом внутрисегментных операций	(411 011)	(147 384)	(78 928)	(637 323)
Выручка поступившая от внешних потребителей	1 176 312	1 045 245	245 216	2 466 773
Операционная прибыль	521 201	271 600	11 121	803 922
Расходы по погашению процентов	22 412	19 610	4 669	46 691
Прибыль от участия в зависимых компаниях	21 221	-	-	21 221
Износ, истощение и амортизация	205 927	16 437	-	222 364
Налог на прибыль	175 771	153 800	36 619	366 190
Вложения учитываемые по методу участия в капитале	114 102	-	-	114 102
Капитальные вложения	585 660	63 604	-	649 264
Итого активов	1 797 408	1 572 732	374 460	3 744 600

19 _____

В марте 2002 года Компания получила кредит у ABN AMRO банка на сумму 150,0 миллионов долларов США на покупку нефти для ее последующего экспорта.

В июне 2002 года Компания подписала предварительное соглашение с ОАО «АКБ «Сбербанк» об открытии кредитной линии на сумму 250,0 миллионов долларов США для пополнения оборотных средств.

20 _____
_____ (_____)

В соответствии с ПСФУ №69 «Раскрытие информации о деятельности, связанной с разведкой и добычей нефти и газа», Компания предоставляет дополнительную информацию о своих операциях, связанных с нефтегазодобывающей деятельностью. Несмотря на то, что эта информация была подготовлена с необходимой тщательностью и добросовестно раскрывается, необходимо отметить, что некоторые из представленных данных не являются абсолютно точными. Основной причиной этого являются субъективные оценки, использованные при подготовке данной информации. Соответственно, данная

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

информация может не отражать текущие финансовые условия Компании и ее будущие финансовые результаты.

Нижеследующие таблицы не включают информацию, относящуюся к деятельности по добыче нефти и газа ОАО «Роснефть-Грознефтегаз», так как данная дочерняя компания не была включена в Отчет об объемах запасов, подготовленный компанией «DeGolyer and MacNaughton».

	31 декабря 2001	31 декабря 2000
Капитализированные затраты, связанные с добычей нефти и газа	3 948 203	3 718 214
Недоказанные запасы нефти и газа	90 815	75 609
Накопленная амортизация, износ и истощение	<u>(2 136 175)</u>	<u>(2 057 609)</u>
	<u>1 902 843</u>	<u>1 736 214</u>

	2001	2000
Затраты на приобретение недоказанных запасов	-	-
Затраты на геологоразведочные работы	44 222	37 243
Затраты на разработку	<u>348 309</u>	<u>548 417</u>
	<u>392 531</u>	<u>585 660</u>

	2001	2000
Выручка от реализации	936 634	1 176 312
Передача нефти и газа	<u>317 663</u>	<u>228 574</u>
	<u>1 254 297</u>	<u>1 404 886</u>
Затраты на добычу (не включая налоги)	316 722	330 779
Затраты на геологоразведочные работы	44 222	37 243
Износ, истощение и амортизация	258 799	205 927
Налоги, кроме налога на прибыль	193 484	187 953
Налог на прибыль	<u>179 374</u>	<u>175 771</u>
	<u>261 696</u>	<u>494 213</u>

Доказанные запасы представляют собой расчетные объемы запасов нефти и газа, которые по данным геологических и инженерных исследований с

« « »

2001 2000

достаточной долей вероятности будут извлечены из определенных месторождений в будущих периодах при существующих экономических и производственных условиях. Доказанные запасы включают дополнительные объемы запасов нефти и газа, которые будут извлечены после окончания сроков действия лицензионных соглашений, или возникнут в результате проведения вторичных или третичных процессов добычи, еще не опробованных или не проверенных на их экономическую выгоду.

Доказанные разрабатываемые запасы представляют собой объемы, которые предполагается извлечь из существующих скважин при помощи существующего оборудования и путем применения существующих методов добычи. В результате влияния некоторых непреложных факторов и ограниченного характера данных по месторождениям, оценки запасов могут изменяться по мере поступления дополнительной информации.

Объемы чистых расчетных доказанных запасов нефти и газа компаний Группы, а также их изменения представлены в следующих таблицах:

	31 декабря 2001	31 декабря 2000
	тыс. барр.	тыс. барр.
	1 169 867	1 112 078
Увеличение / открытие новых запасов и пересмотр предыдущих оценок	1 122 340	153 608
Добыча	(103 928)	(95 819)
	2 188 279	1 169 867
Доказанные разрабатываемые запасы на конец года	1 400 807	711 734

Стандартизированная оценка дисконтированных будущих чистых потоков денежных средств, связанных с вышеуказанными запасами нефти и газа, рассчитывается в соответствии с требованиями ПСФУ №69. Расчетные будущие поступления денежных средств от добычи нефти рассчитываются на основе применения цен на нефть и газ, сложившихся на конец года, к объемам чистых расчетных доказанных запасов на конец года. Изменения цен в будущем ограничиваются изменениями, оговоренными в контрактах, действовавших на конец каждого отчетного периода. Будущие затраты на разработку и добычу представляют собой расчетные будущие затраты, необходимые для разработки и добычи расчетных доказанных запасов, на конец года на основе индекса цен на конец года и при допущении, что в будущем будут существовать те же экономические условия, которые действовали на конец года. Предполагаемые суммы налога на прибыль будущих периодов рассчитываются путем применения налоговых ставок, действовавших на конец отчетного периода. Эти ставки отражают разрешенные вычеты из налогооблагаемой прибыли и налоговые кредиты и применяются к расчетным будущим чистым денежным потокам до

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

налогообложения (за вычетом базы налогообложения соответствующих активов). Дисконтированные будущие чистые денежные потоки рассчитываются с использованием 10,0% коэффициента дисконтирования. Дисконтирование требует последовательных ежегодных оценок расходов будущих периодов, в течение которых будут извлечены указанные запасы.

Представленная в таблице информация не отражает оценки руководства в отношении прогнозируемых будущих денежных потоков или стоимости доказанных запасов нефти и газа Группы. Оценки доказанных запасов не являются точными и изменяются по мере поступления новых данных. Более того, вероятные и возможные запасы, которые могут в будущем перейти в категорию доказанных, из расчетов исключаются. Данная оценка, предписываемая вышеуказанным ПСФУ № 69, требует допущений относительно сроков и будущих затрат на разработку и добычу. Расчеты не должны использоваться в качестве показателя будущих денежных потоков Группы или стоимости ее запасов нефти и газа.

	2001	2000
Поступление денежных средств будущих периодов	21 115 913	17 386 070
Затраты будущих периодов на освоение и добычу	(14 391 356)	(9 573 711)
Налог на прибыль будущих периодов	(1 137 982)	(1 499 358)
	5 586 575	6 313 001
Дисконт по будущим денежным потокам	(3 587 994)	(4 163 397)
	1 998 581	2 149 604

ПЕРЕВОД С ОРИГИНАЛА НА АНГЛИЙСКОМ ЯЗЫКЕ

« « »

2001 2000

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Реализация и передача добытых нефти и газа за вычетом себестоимости	2 149 604	2 628 897
Увеличение запасов, открытие новых запасов и изменение оценок	(744 091)	(913 154)
Изменение будущих затрат на освоение	(1 316 858)	(512 801)
Затраты на освоение за период	(441 817)	(243 314)
Пересмотр предыдущих данных о запасах	348 309	548 417
Чистое изменение налога на прибыль	1 390 755	386 157
Увеличение дисконта	104 091	36 748
Прочие затраты	261 601	313 205
	246 987	(94 551)
	<u>1 998 581</u>	<u>2 149 604</u>